La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick

RAPPORT ANNUEL 1986/87

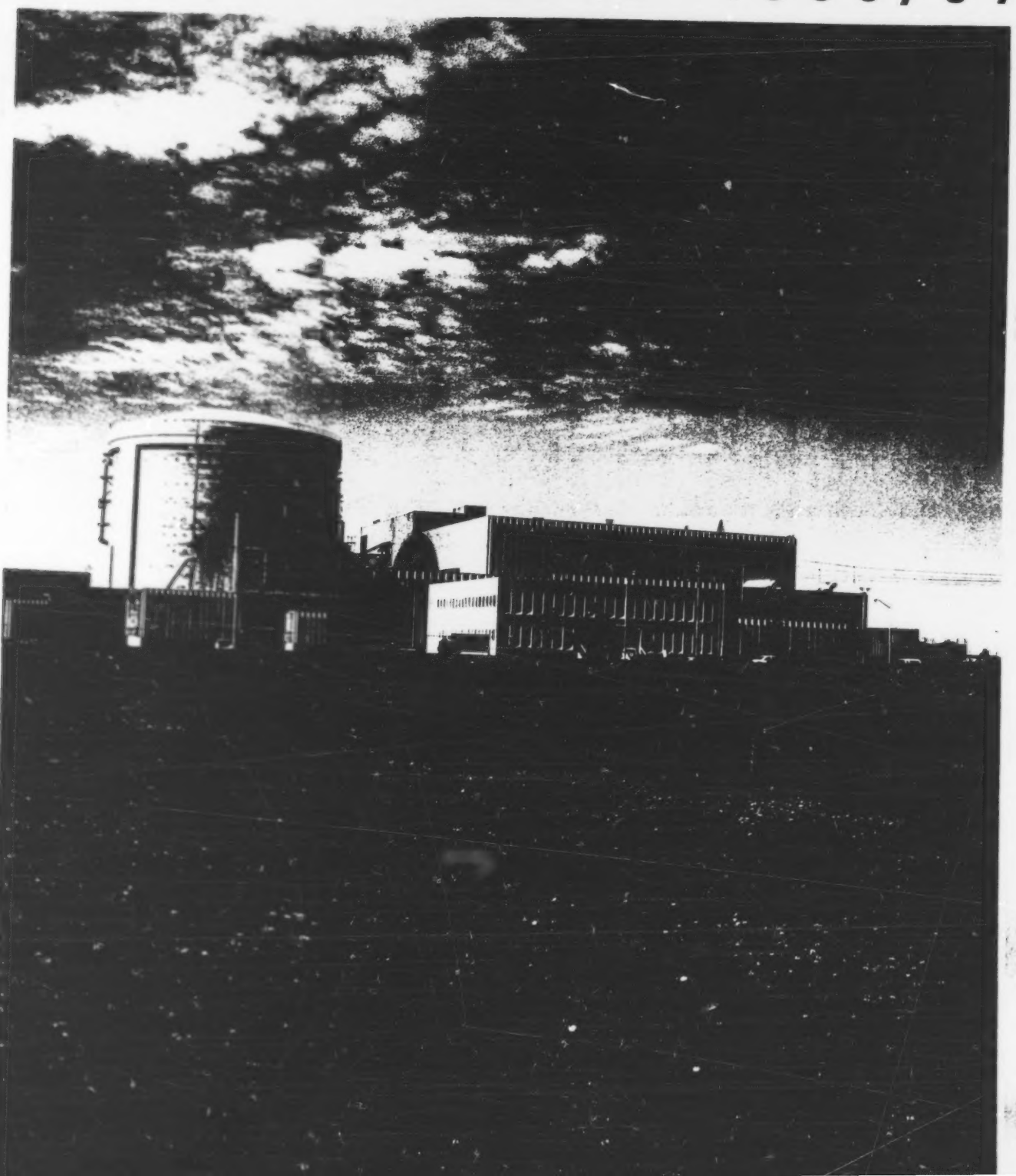


Table des matières

2 Commentaires

4 L'année en perspective

12 Orientations

14 Direction

15 États financiers

32 Bilan de la production et des ventes

Points saillants

La baisse du prix du pétrole a eu un effet spectaculaire sur les revenus et les dépenses. Le bénéfice net est passé à 29,3 millions de dollars, de 23,9 millions qu'il était l'année précédente.

Les ventes d'électricité intra-provinciales globales ont connu une croissance de 10,5 %. Les ventes aux abonnés industriels ont augmenté de 14,2 %.

La centrale de Point Lepreau a affiché un facteur de capacité de 94,4 % pour l'année financière. Elle est en tête de tous les réacteurs en fonctionnement dans le monde pour la période de quatre ans allant de 1983 à 1986.

(couverture)
La centrale de Point Lepreau

Le 29 juin 1987

À Son Honneur G. F. Stanley
Lieutenant-gouverneur du Nouveau-Brunswick

Plaise à Votre Honneur,

La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick a l'honneur de vous présenter, conformément à la Loi sur l'énergie électrique, chapitre E-5 des Lois révisées du Nouveau-Brunswick de 1973, le rapport suivant pour la période de douze mois terminée le 31 mars 1987.

Respectueusement soumis,

Leslie I. Hull
Président
La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick

Leslie I. Hull

Commentaires

La baisse du prix du pétrole est la cause principale de l'augmentation de 22,5 % du bénéfice net, qui a atteint 29,3 millions de dollars en 1986-87, et a permis de ne pas augmenter les tarifs électriques cette année encore.

Malgré une légère baisse des exportations globales d'électricité par rapport à l'année financière précédente, les ventes intra-provinciales se sont accrues de 10,5 %. Un appel de pointe record à l'intérieur de la province a été enregistré le 26 janvier 1987. Même sans augmentation de tarif pendant l'année financière, l'accroissement des ventes aux abonnés provinciaux a augmenté les produits de 33,3 millions de dollars.

La centrale de Point Lepreau, une fois encore, a affiché un facteur de capacité très élevé pendant l'année et a alimenté près de 30 % des besoins provinciaux. Le rendement exceptionnel de la tranche pendant ses quatre premières années d'exploitation commerciale a valu au système de réacteur CANDU le respect du monde entier.

Pendant l'année, Énergie NB est intervenue au cours d'audiences de l'Office national de l'énergie concernant une demande de licence d'Hydro-Québec pour exporter de l'énergie régulière vers la Nouvelle-Angleterre. Énergie NB accordait son appui à la demande sous réserve de l'imposition par l'Office de conditions qui tiennent compte des préoccupations de l'entreprise. Quelque temps après la fin de l'année financière, le 18 juin 1987, l'Office national de l'énergie a refusé d'accorder la licence.

La construction du Centre de conduite du réseau d'Énergie NB a progressé de façon importante. Il est prévu que le bâtiment sera prêt à être occupé en automne 1987.

Au commencement de l'année financière, l'entreprise a fait l'acquisition de NB Coal Limited. Énergie NB achète toute la production de NB Coal pour ses centrales de Dalhousie et de Grand Lake. La restriction des émissions d'anhydride sulfureux devant entrer en vigueur en vertu de directives des gouvernements fédéral et provinciaux a soulevé la controverse au cours de l'année. Les directives proposées pourraient avoir un effet néfaste sur le développement futur de l'industrie houillère locale.

Arthur J. O'Connor

C'est à la mi-décembre 1986 qu'on a brûlé du charbon pour la première fois dans la chaudière à lit fluidisé circulant de la centrale de Chatham. Les essais de combustion du charbon et du calcaire, suivis de ceux d'un mélange de charbon et de schistes bitumineux, se poursuivront pendant l'année financière suivante. Les essais de combustion ont principalement pour but de déterminer dans quelle mesure cette technologie peut contrôler les émissions de gaz acides provenant du charbon du Nouveau-Brunswick à forte teneur en soufre.

Énergie NB a signé cette année une entente avec le Venezuela pour mettre à l'essai le combustible Orémulsion à sa centrale de Dalhousie. L'Orémulsion est un combustible émulsifié prometteur comme combustible commercial pour utilisation dans les centrales existantes et futures à la place du mazout lourd (Bunker C) et du charbon importé.

Les besoins des abonnés provinciaux nécessiteront d'augmenter la capacité de production au début des années 1990. Énergie NB examine à l'heure actuelle les possibilités d'aménagement et d'achat pour satisfaire une croissance annuelle de 2,9 % de la demande prévue jusqu'à l'an 2000.

Leslie I. Hull
Président

A. J. O'Connor
Président - directeur général

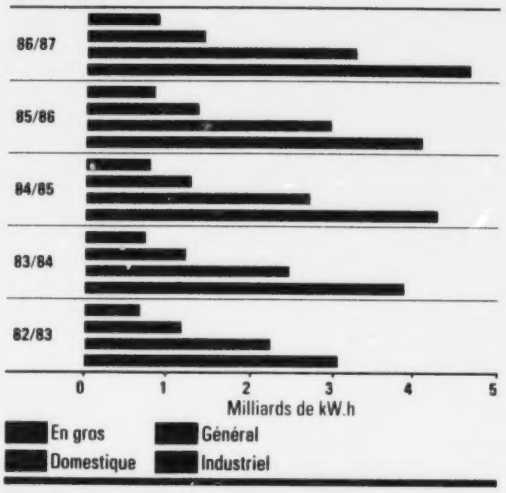
L'année en perspective

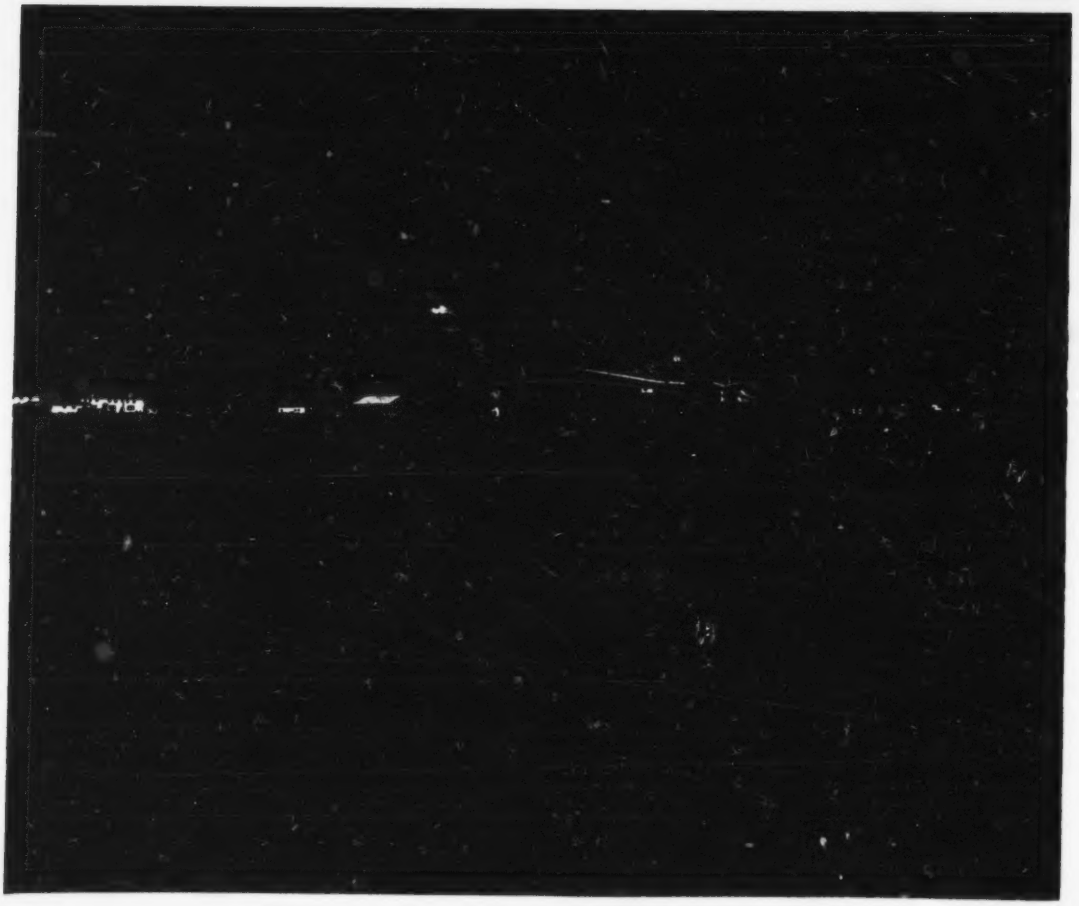
Les ventes d'électricité aux abonnés provinciaux d'Énergie NB ont connu une hausse de 10,5 % par rapport à l'année précédente en raison d'une utilisation accrue de l'énergie par toutes les catégories d'abonnés. Les ventes d'énergie aux abonnés industriels ont causé plus de la moitié de l'accroissement global, grâce à la reprise d'activité au sein de l'industrie des pâtes et papiers après les fermetures de l'année dernière et suite à l'accroissement des ventes au secteur minier et à la mise en production d'une nouvelle usine de papier couché à Newcastle en juillet 1986.

Les ventes d'électricité aux abonnés domestiques ont affiché une croissance de 9,2 % qui est attribuable à une augmentation de 5 700 du nombre de ces abonnés et à 5 300 conversions à l'électricité de systèmes de chauffage au mazout. À l'heure actuelle, plus de 45 % des abonnés domestiques du Nouveau-Brunswick se chauffent à l'électricité, tandis que 29 % utilisent le mazout et 25 % le bois.

Les ventes d'électricité en gros ont augmenté de 3,6 %, et celles aux abonnés de l'usage général de 6,8 %, en raison de la croissance économique, de la pénétration accrue du chauffage électrique et de l'automatisation des

Ventes intra-provinciales *(par catégorie d'usage)*

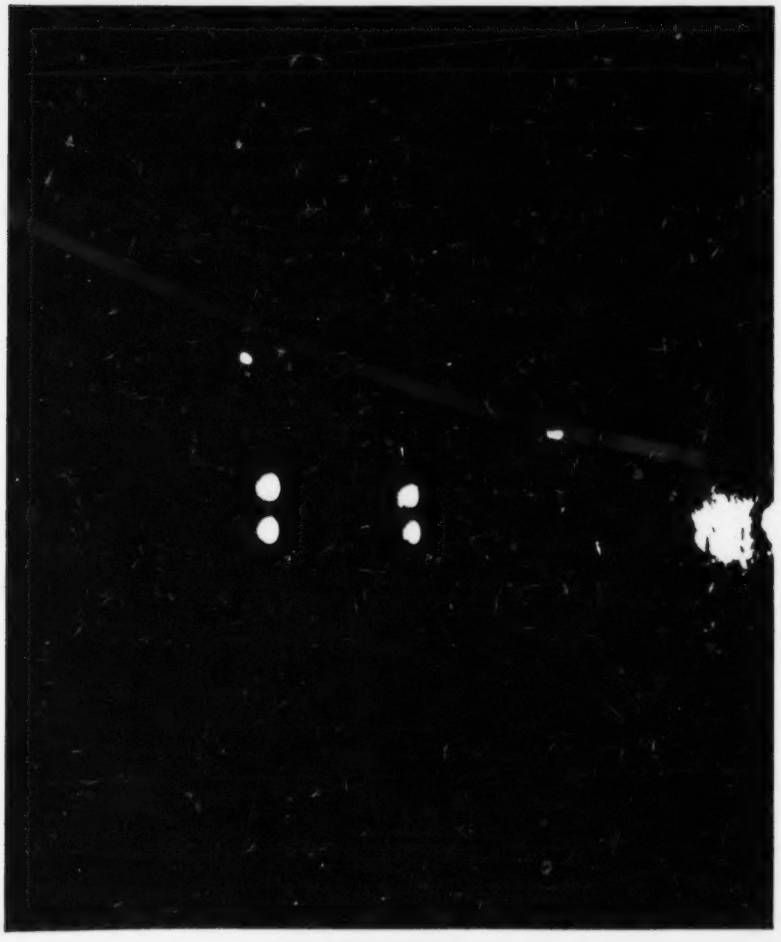




L'usine REPAP de fabrication de papier couché de la Miramichi a été mise en production en juillet 1986. Elle utilise de la pâte kraft et de la pâte mécanique fournies par deux usines appartenant à la même compagnie et situées dans les environs. Les ventes aux abonnés industriels ont augmenté de 14,2 % pendant l'année.

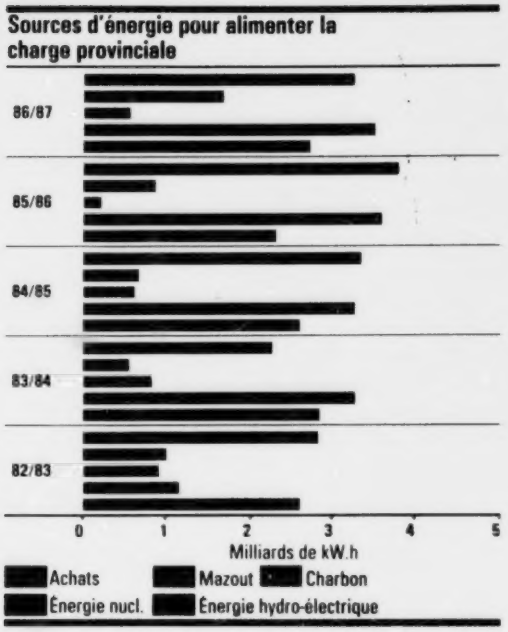
systèmes d'affaires. Le nombre total des nouveaux abonnés dans toutes les catégories se chiffre à plus de 6 600, ce qui porte à 290 922 le nombre d'abonnés desservis par Énergie NB le 31 mars 1987, y compris les 38 436 abonnés desservis indirectement à Saint John et à Edmundston. Ces deux villes achètent l'électricité à Énergie NB et la revendent à leurs abonnés. L'alimentation de la charge provinciale pendant l'année provenait des sources suivantes: production nucléaire, 29,7 %; achats d'énergie en remplacement de la production au charbon et au mazout, 27,7 %; production hydro-électrique, 23,3 %; production au mazout, 14,5 % et au charbon, 4,8 %.

Le 26 janvier 1987, un appel maximal provincial de 2 110 000 kW a été atteint. Cette pointe est de 5 % supérieure au record enregistré pendant l'année financière 1985-86 et dépasse de 2 % la pointe prévue. C'est aussi le 26 janvier que les ventes aux abonnés provinciaux ont atteint un record de 45,4 millions de kilowattheures, surtout à cause du froid extrême qui sévissait alors. Comme il n'était pas possible d'acheter comme d'ordinaire l'énergie en surplus d'Hydro-Québec pour satisfaire cette demande, ce réseau devant faire face à des conditions de pointe semblables, toutes les centrales thermiques au mazout et au charbon d'Énergie NB et la centrale nucléaire de Point Lepreau ont été exploitées à pleine puissance pour alimenter les besoins provinciaux et les ventes d'exportation.



Énergie NB aide ses abonnés industriels à réaliser des économies d'énergie et à améliorer leurs méthodes de production. La société Brunswick Mining de Bathurst a remporté pour la troisième fois le prix d'excellence Double E décerné par l'Association canadienne de l'électricité pour l'efficacité énergétique dans le secteur industriel du Nouveau-Brunswick.

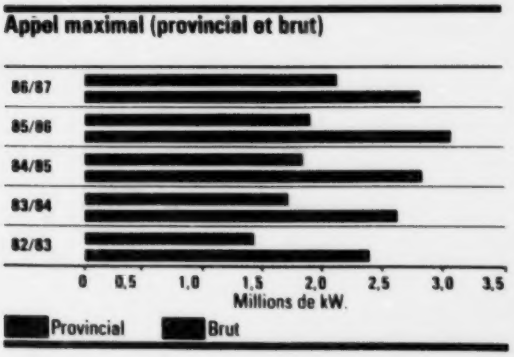
Sources d'énergie pour alimenter la charge provinciale



Les ventes d'électricité par le biais des interconnexions se sont maintenues au niveau élevé de 6 918 millions de kilowattheures, malgré une baisse de 4,3 % par rapport au volume record enregistré l'année précédente. Un appel maximal brut pour l'année de 2 811 000 kW, y compris les ventes par le biais des interconnexions, a été affiché le 9 décembre 1986, ce qui représente une baisse de 8 % par rapport à l'année financière précédente.

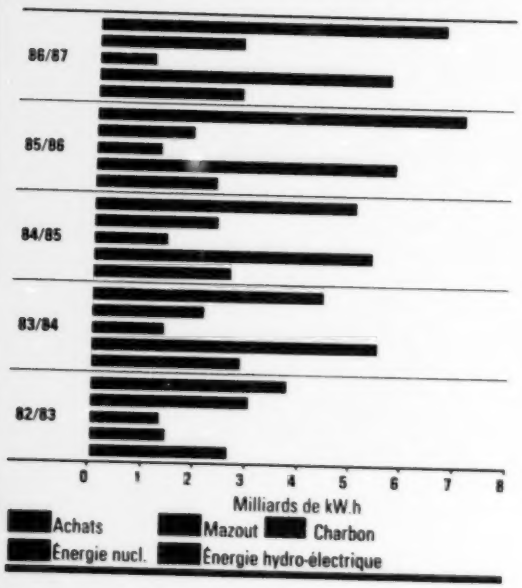
Les achats d'électricité, se chiffrant à 6 660 millions de kilowattheures, ont baissé de 5,6 % parce que des

Appel maximal (provincial et brut)

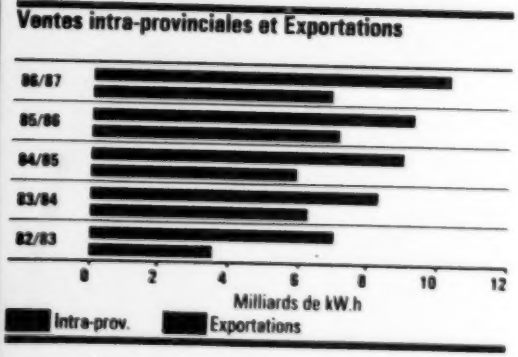


restrictions techniques intéressant les réseaux électriques américains ont eu pour effet de diminuer les possibilités d'importation d'électricité par Énergie NB. Point Lepreau a produit 5 625 millions de kilowattheures, ce qui représente un facteur de capacité de 94,4 % pour l'année financière, proche du record de 96,8 % établi au cours de l'année financière précédente. La production hydro-électrique s'est chiffrée à 2 756 millions de kilowattheures, soit une augmentation de 4 % par rapport à la moyenne à long terme. La production thermique est passée à 3 862 millions de kilowattheures, soit une augmentation importante de 25,1 %

Sources d'énergie pour alimenter la charge totale



Ventes intra-provinciales et Exportations



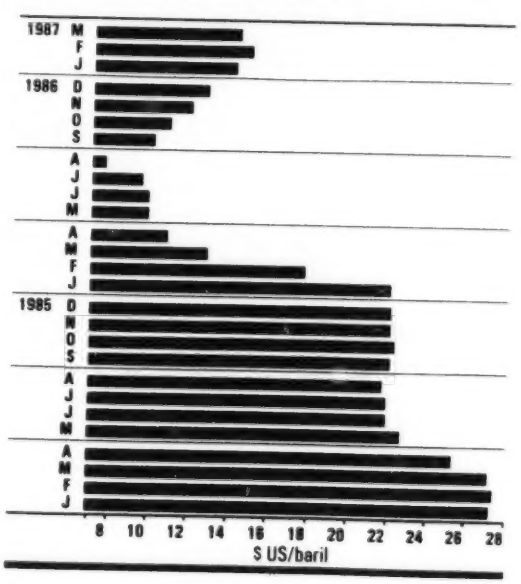
par rapport à l'année dernière, nécessitée par la croissance de la demande intra-provinciale, les exportations et la réduction des achats d'énergie. Le total de la production et des achats s'est accru de 3,7 % pour atteindre un record de 18 904 millions de kilowattheures.

La contraction des ventes d'énergie d'économie à la Nouvelle-Angleterre et à l'Île-du-Prince-Édouard, causée surtout par la baisse du prix du pétrole, est à l'origine du déclin de 69,1 millions de dollars (ou 7,7 %) des revenus, qui sont tombés à 825,2 millions de dollars. Même sans augmentation de tarif au cours de l'année financière, les revenus issus des ventes intra-provinciales ont connu une hausse de 33,3 millions de dollars en 1986-87 grâce à une augmentation de 10,5 % des ventes d'électricité.

Les revenus issus des ventes par le biais des interconnexions ont diminué de 101,0 millions de dollars, soit un déclin de 27,3 %, suite à la baisse du prix du pétrole et à l'expiration du contrat de ventes en participation de la centrale thermique de Coleson Cove au cours de l'année financière précédente.

La baisse du prix du pétrole est aussi la cause principale de la réduction de 98,3 millions de dollars, ou de 28,1 %, des frais de combustible et d'achats d'énergie, qui sont tombés à 250,9 millions de dollars pendant l'année financière. Les frais d'exploitation et d'entretien et les frais généraux ont connu une hausse de 8,1 millions de dollars pour atteindre 184,8 millions. L'augmentation de 5,6 millions de dollars des frais d'amortissement, qui se sont montés à 81,3 millions de dollars, est surtout attribuable à l'intégration

Prix du mazout payé par Énergie NB



aux résultats financiers de l'année financière 1986-87 des comptes de NB Coal Limited, la filiale détenue à 90 % de la Commission. Les dépenses nettes d'intérêt ont baissé de 6,7 millions de dollars, ou de 2,5 %, grâce à la croissance du revenu du fonds d'amortissement.

Le rendement exceptionnel de Point Lepreau, ainsi qu'une hydraulicité au dessus de la moyenne, ont permis d'ajouter 16,1 millions de dollars à la Réserve pour la normalisation de la production et d'imputer une charge correspondante au bénéfice net.

Les bénéfices tirés des ventes d'économie aux entreprises voisines ont dépassé de 4,0 millions de dollars les montants prévus au budget. Cette somme a été réduite du montant de l'amortissement des revenus dépassant le niveau prévu des années précédentes et la différence, soit 2,2 millions de dollars, a été virée du poste Bénéfice au Compte de stabilisation des ventes d'économies.

Le bénéfice net de l'année a atteint 29,3 millions de dollars comparativement à 23,9 millions l'année précédente. Les bénéfices conservés dans l'entreprise se sont accrus jusqu'à 133,7 millions de dollars après une affectation de 17,0 millions à la Réserve pour la normalisation de la production. Ces affectations ont pour but d'assurer une réserve de fonds suffisante pour couvrir les coûts de l'électricité de remplacement au cas où les conditions d'hydraulicité seraient peu favorables et le rendement de la centrale nucléaire déclinerait pendant une période prolongée. La réserve accumulée se monte maintenant à 152,0 millions de dollars.

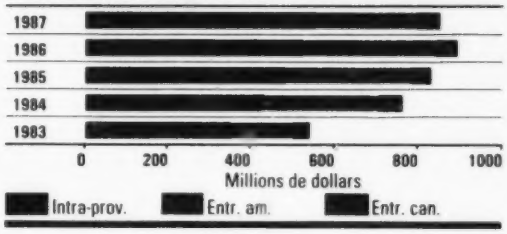
Il a déjà été signalé que la baisse du prix du pétrole et la réduction du coût de l'énergie achetée qui en est résultée avaient eu des effets spectaculaires sur les revenus et les dépenses de la Commission pendant l'année financière 1986-87. Tout compte fait, les effets ont été très favorables puisque les économies réalisées grâce à la diminution des coûts de production et des achats ont plus que compensé la contraction des revenus et des bénéfices des ventes d'interconnexions causée par la baisse des prix.

Le total des dépenses en immobilisations pour l'année financière 1986-87 a connu une hausse de 53,5 millions de dollars, pour passer à 114,0 millions, dont 35,5 millions représentaient la contribution du gouvernement fédéral au projet de combustion sur lit fluidisé circulant de Chatham. La Commission n'a pas fait de nouveaux emprunts pendant l'année financière mais les deux émissions suivantes de billets

C'est la deuxième année consécutive qu'Énergie NB participe au programme d'intégration/ré-intégration professionnelle financé par le gouvernement fédéral et fournit la formation à 25 personnes. Isabelle Boudreault (à droite), coordinatrice du programme, aide Marie Resmer (au centre), une des stagiaires, tandis que Bob Latimer, personne-ressource, donne un cours en communications.

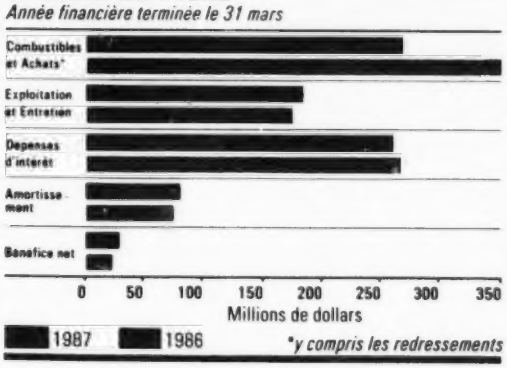
Sources des revenus

Année financière terminée le 31 mars



Affectation des revenus

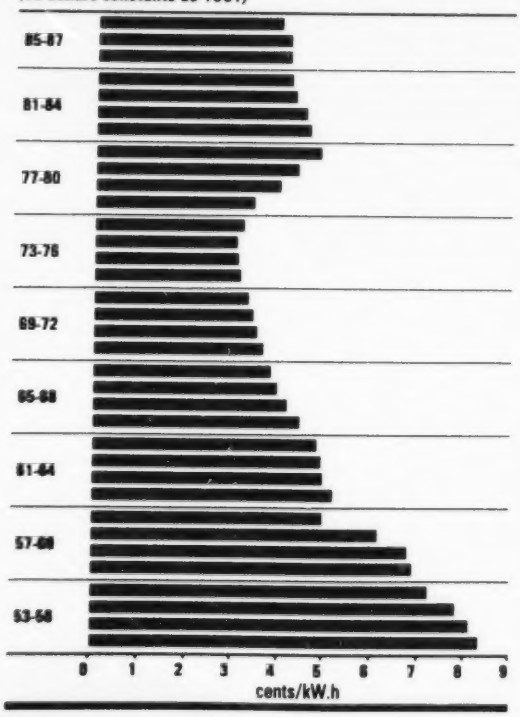
Année financière terminée le 31 mars



en circulation ont été refinancées à des taux d'intérêt inférieurs: une émission de 55 millions de dollars US à 7,75 % venant à échéance le 10 juin 1994 pour remplacer une émission en circulation de 52,9 millions à 9,75 % échéant le 1er mars 1994; et une émission de 80 millions de francs suisses à 5 % venant à échéance le 26 septembre 1991 pour remplacer une émission en circulation de 76 millions de francs suisses à 6 % échéant le 28 septembre 1991.

Le 1er février 1987 marquait le quatrième anniversaire de la mise en exploitation commerciale de la centrale de Point Lepreau. Le facteur de capacité brut moyen, ou pourcentage de la production possible, pendant les quatre ans (1983-86) a été de 91,7 %, soit le meilleur rendement moyen du monde parmi les 303 tranches nucléaires en fonctionnement pour lesquels on a des statistiques de rendement. C'est une réussite remarquable pour une centrale à tranche unique et témoigne de l'excellence de la technologie CANDU et de la compétence du personnel d'exploitation de la centrale. En plus d'alimenter plus de 30 % des besoins provinciaux, l'électricité produite par la centrale a rapporté, depuis sa mise en exploitation commerciale, plus de 490 millions de dollars par le biais des ventes d'interconnexions à plusieurs entreprises de la Nouvelle-Angleterre.

Prix moyen de l'électricité fournie par Énergie NB
(en dollars constants de 1981)

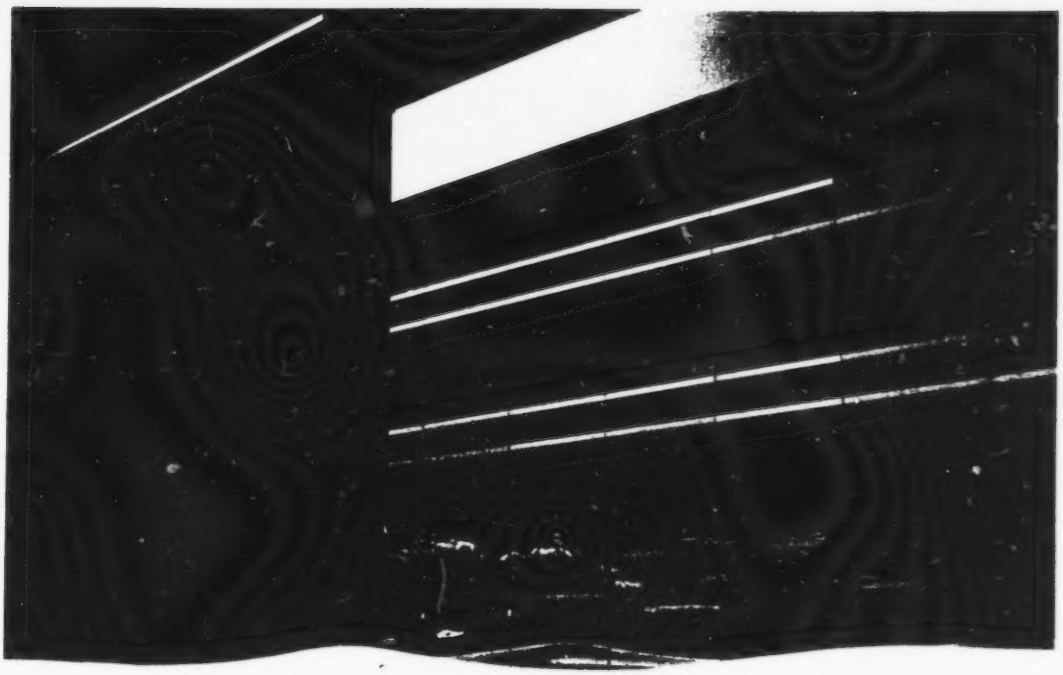


Les 10 meilleures tranches nucléaires du monde 1983-86
Selon le facteur de capacité brute (FCB)

Rang	Tranche	Type	Pays	Puissance MW	FCB%
1	**Point Lepreau**	**C**	**Canada**	**680**	**91,70**
2	Loviisa 2	P	Finlande	465	91,23
3	TVO-2	B	Finlande	735	90,28
4	Beznau 2	P	Suisse	364	89,24
5	Loviisa 1	P	Finlande	465	89,15
6	Bruce 3	C	Canada	904	89,10
7	TVO-1	B	Finlande	735	88,57
8	Stade	P	Allemagne	672	87,89
9	Gösgen	P	Suisse	970	87,68
10	Hunterston A2	G	Grande-Bretagne	169	87,47

Don Sinclair, surveillant, Manutention du combustible à Point Lepreau, inspecte une grappe de combustible en uranium naturel avant qu'elle ne soit chargée dans le réacteur. Le rechargement en marche des réacteurs CANDU, comme celui de Point Lepreau, est une des causes de leur facteur de capacité élevé.

Des pylônes se reflètent dans les fenêtres du nouveau Centre de conduite du réseau.



En ce qui a trait au dossier d'augmentation des tarifs pendant les années 1980, Énergie NB compte parmi les meilleures entreprises canadiennes. Au cours des cinq dernières années, les tarifs ont augmenté en moyenne de 3,9 %, un taux bien inférieur à celui de l'inflation et au taux d'augmentation au sein d'autres entreprises d'électricité canadiennes. Énergie NB n'a pas haussé les tarifs pendant l'année financière 1986-87 et les maintiendra au niveau actuel pendant l'année 1987-88.

Au chapitre des interconnexions avec les entreprises avoisinantes, Énergie NB est intervenue lors des audiences tenues par l'Office national de l'énergie au sujet de la deuxième phase d'un projet d'interconnexion de 2 000 MW entre Hydro-Québec et New England Power Pool, devant entrer en service au début des années 1990. Le sens de l'intervention était qu'Énergie NB subordonnait son appui pour la demande à l'imposition par l'Office de conditions permettant de satisfaire deux exigences: en premier lieu, que l'énergie destinée à l'exportation soit d'abord offerte aux réseaux canadiens voisins; en second lieu, que la nouvelle interconnexion et les ventes connexes n'aient pas d'impacts techniques néfastes sur le réseau interconnecté. Quelque temps après la fin de l'année financière, le 18 juin 1987, l'Office national de l'énergie a refusé d'accorder la licence à Hydro-Québec.

Suite à un examen des besoins en équipement de transport effectué en 1986, il a été décidé d'aménager une nouvelle ligne de transport à 345 000 volts, qui serait initialement exploitée à 230 000 volts, entre Eel River et Bathurst, et un nouveau transformateur d'arrivée d'une capacité de charge de 138 000 volts à Bathurst. En plus d'améliorer la fiabilité du réseau de transport du nord-est de la province, ces installations supplémentaires réduiront les pertes de transport et par conséquent les coûts.

La construction du nouveau Centre de conduite du réseau d'Énergie NB à Marysville près de Fredericton a progressé à grands pas pendant l'année. Le bâtiment abritera les groupes responsables de la conduite du réseau et de l'exploitation du réseau de distribution. Ces deux groupes travaillent en permanence pour assurer une alimentation fiable en électricité aux abonnés domestiques, commerciaux et industriels. Les achats et les ventes par le biais des interconnexions sont aussi dirigés à partir du Centre de conduite du réseau. Le bâtiment sera prêt à être occupé en automne 1987.

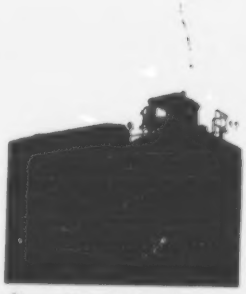
Énergie NB continue à étudier les mesures correctives appropriées pour neutraliser les effets du gonflement du béton sur les structures de la centrale de Mactaquac, en particulier la prise d'eau et le canal de fuite et l'usine même. Le gonflement est causé par l'expansion thermique résiduelle et une réaction des alcalis du ciment avec les aggrégats utilisés dans le béton. Le bureau de consultants, Acres International Limited, étudie le phénomène du gonflement du béton depuis 1979 et la Commission a aussi engagé un groupe de spécialistes de réputation internationale pour examiner le travail des consultants et conseiller

Énergie NB. On a pu déterminer que le gonflement n'a pas nui à la securité des structures de Mactaquac ni à la capacité de production de la centrale.

Au début de l'année financière, Énergie NB a acquis 90 % des actions ordinaires en circulation de NB Coal Limited. Un plan d'exploitation à court terme, tenant compte des besoins réduits en charbon en cette période de bas prix du pétrole, a été institué. Ce plan comprend des programmes de retraite anticipée et de formation, un entretien intensif de l'équipement, une amélioration des routes pour diminuer les frais de transport et un accroissement des activités de prospection. Énergie NB utilise le charbon local, d'une teneur en soufre élevée, pour alimenter ses centrales de Dalhousie et de Grand Lake. La production projetée pour 1987-88 a été fixée à environ 500 000 tonnes.

La restriction des émissions d'anhydride sulfureux devant être mise en vigueur au Nouveau-Brunswick d'ici 1994 en vertu d'ententes entre les gouvernements fédéral et provinciaux a soulevé la controverse au cours de l'année. Énergie NB se préoccupe du fait que les limites utilisées pour la province ont été par mégarde fixées à un niveau trop bas, ce qui met la province dans une position défavorable par rapport aux autres territoires en cause. C'est une question d'importance primordiale pour Énergie NB qui dépend nécessairement dans une grande mesure de la production thermique. Les sites principaux de production hydro-électriques au Nouveau-Brunswick sont déjà exploités et la capacité de la province de poursuivre énergiquement l'option nucléaire est limitée par ses ressources financières et la relative envergure du réseau à court terme. L'achat d'énergie régulière en provenance des provinces voisines pour satisfaire les besoins du Nouveau-Brunswick ne s'est pas avéré, jusqu'ici, une option désirable à long terme. Il est très possible que les limites proposées menacent gravement la viabilité à long terme de l'industrie provinciale du charbon.

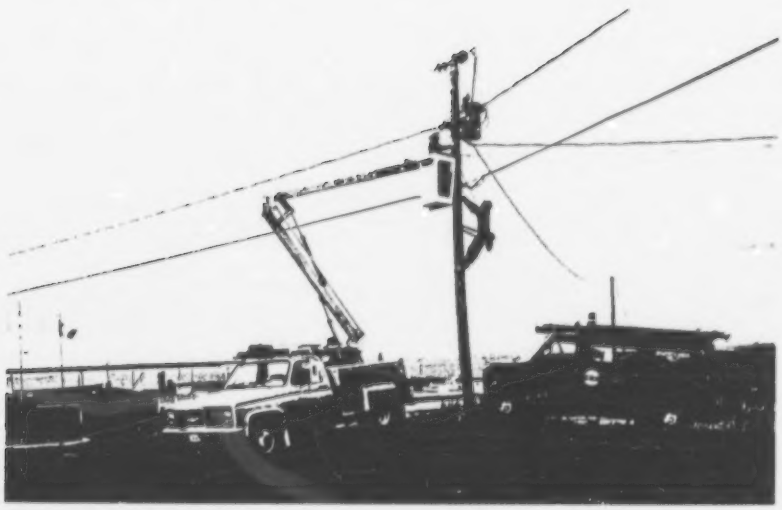
Énergie NB continue à introduire la nouvelle technologie des affaires dans ses opérations. Grâce au Système de rétablissement du service, il suffit de connaître le numéro de téléphone d'un abonné pour avoir accès à son adresse électrique complète — district, section de ligne touchée et numéro de poteau — ce qui permet de localiser la difficulté immédiatement en cas d'urgence. Un nouveau système de comptes créditeurs permet d'assortir en direct les articles facturés et les commandes à fins de paiement, et de tenir à jour les comptes des vendeurs. Un système informatisé d'estimation des coûts des projets d'immobilisations du réseau



Chaque jour, des camions transportent le charbon des mines de Minto à la centrale de Grand Lake toute proche. À la centrale, un chargeur pousse le charbon dans une trémie.

Le charbon est acheminé de la trémie au broyeur par bande transporteuse. Winston Sypher, manutentionnaire, Charbon, inspecte le charbon lors de son transport du broyeur à la trémie du pulvérisateur.

Kenneth Branscombe, surveillant, Manutention du charbon, arrose le charbon d'un jet de vapeur lors de son transport par bande du broyeur à la trémie du pulvérisateur. La vapeur empêche la poussière de charbon de voler.



Énergie NB collabore étroitement avec la compagnie de téléphone provinciale. À Bas-Caraquet, dans le nord du Nouveau-Brunswick, des monteurs de lignes des deux entreprises travaillent côte-à-côte. Au cours de l'année financière, Énergie NB a ouvert à Caraquet une nouvelle succursale qu'elle exploite conjointement avec NBTel.

À la centrale de Coleson Cove, Paul Thom, surveillant, Entretien mécanique, discute l'entretien prévu de la turbine de la tranche 1 avec Bill Wallace, monteur.

de distribution a aussi été mis sur pied pendant l'année. Il s'agit de la première phase d'un Système de planification et de programmation du travail qui sera mis en service pendant l'année financière 1987-88. L'entreprise bénéficie aussi d'un système intégré de données administratives comprenant le courrier électronique, le traitement de textes, les tableaux de ventilation, les graphiques opérationnels et l'accès aux données relatives à la gestion et aux projets au moyen d'une liaison avec l'unité centrale de la compagnie.

L'impact de la nouvelle technologie des affaires sur les méthodes de travail traditionnelles s'est fait sentir pour la première fois il y a quelques années dans les bureaux de district. On s'est immédiatement rendu compte qu'il faudrait rénover ces bureaux pour qu'ils se prêtent aux divers types de cheminement du travail créés par les nouveaux systèmes informatiques. Depuis ce temps, quatre bureaux de district ont été réaménagés. De même, deux nouvelles succursales, utilisées conjointement avec la compagnie de téléphone provinciale, ont été ouvertes pendant l'année pour la commodité des abonnés.

Un programme de retraite anticipée offert par Énergie NB a été très bien accueilli. Ce programme, auquel la participation était facultative, a permis de réduire les effectifs de façon acceptable. Même avec un personnel moins nombreux, la compagnie est toujours capable de satisfaire tous les besoins, grâce surtout à l'introduction continue de changements technologiques dans toute l'organisation.

L'année a vu la signature de deux conventions collectives d'une durée de trois ans entre Énergie NB et la Fraternité internationale des travailleurs en électricité. Les négociations ont tenu compte une fois de plus des directives provinciales relatives au freinage de l'augmentation des salaires et ont été facilitées par les bons rapports existant au sein d'Énergie NB entre la direction et le syndicat. Les accords entérinent de nouvelles initiatives dans les domaines du partage du travail, des congés d'été et des prestations de maternité complémentaires. Une dernière convention reste à conclure.

Au cours de l'année, des symboles Gentil Renard de "Tout yeux, tout oreilles" ont été apposés sur plus de 600 véhicules d'Énergie NB. Le Gentil Renard signale au public que ces véhicules sont des postes de rapport des urgences en cas d'accident et d'urgence médicale et en vue de prévenir les crimes.

Orientations

Au cours de l'année financière 1987-88, Énergie NB entreprendra divers projets d'immobilisations d'un montant de 120 millions de dollars dans toute la province. L'entreprise dépensera près de 35 millions pour satisfaire les nouveaux besoins du réseau de distribution et améliorer directement le service aux abonnés dans toutes les régions. Un élément important de ce programme consiste en une nouvelle installation de distribution pour satisfaire la charge en croissance rapide de la ville de Moncton. Les centrales existantes seront dotées d'équipement additionnel, surtout pour améliorer le contrôle environnemental et le rendement des centrales.

Énergie NB est en train d'étudier un certain nombre de possibilités d'aménagements pour satisfaire une croissance annuelle moyenne de la demande de 2,9 %, qui est le taux prévu jusqu'à l'année 2000. Vers le début des années 1990, l'entreprise aura besoin d'augmenter sa capacité de production pour alimenter une charge provinciale en croissance dans tous les secteurs. À court terme, Énergie NB continuera à étudier la possibilité d'acheter la puissance et l'énergie assurée en provenance de réseaux voisins chaque fois qu'elle le trouve rentable. Pour satisfaire la croissance prévue, à long terme, la compagnie s'oriente principalement vers des tranches de production thermiques d'une puissance de 400 MW pouvant être alimentés par plusieurs combustibles, qui seraient construites sur les sites côtiers existants, soit à Coleson Cove, soit à Dalhousie.

Les négociations se poursuivent avec le gouvernement fédéral au sujet de la possibilité de substituer une seconde tranche nucléaire à une des tranches à plusieurs combustibles proposées. Une telle tranche pourrait s'avérer un choix désirable, à condition que les abonnés d'Énergie NB n'aient pas à encourir des coûts ou un risque financier plus élevé que celui afférent à une centrale thermique alimentée au charbon à faible teneur en soufre importé.

Les travaux d'ingénierie préliminaires ont été mis en route pour l'addition éventuelle d'une tranche de petite puissance conçue pour brûler le charbon local à la centrale de Grand Lake. Cependant, la réalisation de ce projet dépend en grande partie des limites des niveaux d'émissions qui seraient imposées à la province, puisque la forte teneur en soufre du charbon local exigerait l'installation de dispositifs de contrôle des émissions, ce qui, en l'absence d'encouragements financiers, ne permettrait pas à ce combustible de faire concurrence aux autres.

Les essais de démonstration de la technologie de la combustion sur lit fluidisé circulant se poursuivront à la centrale de Chatham. Le but des essais est de déterminer l'utilité de cette technologie pour le contrôle des émissions d'anhydride sulfureux quand on utilise un mélange de charbon

L'année 1987 est celle du centenaire du génie au Canada. L'Association des ingénieurs du Nouveau-Brunswick a parrainé une exposition itinérante qui mettait en relief, entre autres, les réalisations provinciales des 100 dernières années dans le domaine de l'électricité.

Mary Northrup, une étudiante de quatrième année en génie chimique, engagée pour l'été par Énergie NB, mesure les quantités de particules dans les émissions de la chaudière à lit fluidisé circulant de Chatham.

Cathy Cornfield, technicienne-spécialiste en chimie au laboratoire de la centrale de Coleson Cove, analyse un échantillon d'effluent. Le personnel du laboratoire vérifie aussi la qualité environnementale de l'atmosphère pour le compte du ministère des Affaires municipales et de l'Environnement.

à forte teneur en soufre du Nouveau-Brunswick, de calcaire et de schistes bitumineux. La phase de démonstration devrait continuer jusqu'en avril 1988. C'est le premier projet de cette envergure entrepris en Amérique du Nord et on espère que la nouvelle technologie de combustion s'avérera une méthode efficace de surmonter à l'avenir les problèmes causés par les émissions de gaz acides. Le succès du projet de Chatham, combiné avec des subventions du gouvernement fédéral pour contrebalancer les coûts plus élevés et les incertitudes technologiques associés aux tranches de capacité commerciale par rapport aux tranches alimentées au charbon classiques, pourrait aboutir à l'utilisation de cette technologie dans de futures centrales.

L'entreprise poursuit son objectif à long terme de remplacer le pétrole comme combustible unique dans ses centrales thermiques. Une étude de l'impact environnemental pour la conversion, une tranche à la fois, de la centrale de Coleson Cove a été soumise à fins d'approbation. Les audiences environnementales devraient avoir lieu cette année et la décision relative à la mise en route des travaux de conversion, y compris la construction d'un nouveau quai à Musquash Harbour, dépendra des résultats.

En vertu d'un contrat avec le Venezuela, Énergie NB réalise un programme de mise à l'essai du combustible Orémulsion à la centrale de Dalhousie. L'Orémulsion est un combustible émulsifié produit par le mélange de bitume naturel de l'Orénoque, d'eau et d'un surfactant. La mise à l'essai de l'Orémulsion sur une grande échelle commerciale à la tranche 1 de Dalhousie est la première d'une série d'au moins quatre essais semblables prévus par le Venezuela pour démontrer l'utilisation commerciale de ce combustible dans différentes régions du monde. Étant donné qu'ils sont les premiers et sont conduits sous des conditions climatiques rudes, les essais de Dalhousie seront d'une importance majeure en ce qui concerne la mise en évidence des caractéristiques du combustible du point de vue manutention et entreposage. Les essais serviront aussi à étudier l'utilisation des injections de calcaire pour limiter la quantité d'anhydride sulfureux dans les gaz de cheminée. Le combustible Orémulsion semble très prometteur pour utilisation à l'échelle commerciale dans les centrales existantes et futures à la place du mazout lourd (Bunker C) et du charbon importé. Les études d'ingénierie et d'impact environnemental pour la centrale de Coleson Cove se pencheront sur l'utilisation de l'Orémulsion et du charbon importé avant toute prise de décision.

Heureusement, Énergie NB a le choix entre plusieurs avenues de développement. Dans sa stratégie de planification, elle continuera à examiner son besoin de capacité de production additionnelle à la lumière de son souci de préserver l'environnement, des processus d'évaluation d'impact, des conventions collectives, de la législation du travail et de l'appui financier du gouvernement. La perspective à long terme pour les consommateurs d'énergie du Nouveau-Brunswick s'annonce très favorable.

Direction

Leslie I. Hull
Président

Louis E. Landry
Vice-président

Donna K. Young

Eric C. Garland

William K. Cleghorn

Gaétan Bossé

Harry Williston

George W. Sparks

William T. McRae

Bélonie Mallet

La Commission

Leslie I. Hull
Président

Louis E. Landry
Vice-président

Donna K. Young

Eric C. Garland

William K. Cleghorn

Gaétan Bossé

Harry Williston

George W. Sparks

William T. McRae

Bélonie Mallet

Membres de la direction

Arthur J. O'Connor
Président-directeur général

Frank C. MacLoon
Vice-président principal

Richard A. Toner
Vice-président, Administration

G. Linwood Titus
Vice-président, Planification et Développement

Peter J. Dykeman, C.R.
Secrétaire et chef du Contentieux

Kenneth B. Little
Directeur, Finances et trésorier

Terrence S. Thompson
Directeur, Affaires publiques et Commercialisation

Frank H. Ryder
Directeur, Études économiques générales

États financiers

Rapport de la direction

Les états financiers de La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick ont été préparés par la direction selon des principes comptables généralement reconnus au Canada. Ces états financiers sont du ressort de la direction et ont été approuvés par les membres de la Commission. De l'avis de la direction, les états financiers ont été préparés selon des méthodes appropriées conformément aux principes comptables décrits dans les notes complémentaires jointes à ces états. Les données financières présentées dans les autres parties du présent rapport annuel sont conformes à celles données dans les états financiers.

La direction se sert d'un système de contrôles internes pour s'assurer de la fiabilité et de l'exactitude des données financières et de la protection des biens de l'entreprise. Les contrôles et les systèmes connexes sont examinés périodiquement par les vérificateurs internes.

Les données financières ont été examinées par les vérificateurs externes, Touche Ross & Co. C'est à eux qu'il incombe d'exprimer une opinion professionnelle sur la fidélité des états financiers fournis par la direction. Le Rapport des vérificateurs décrit la portée de leur examen et exprime leur opinion.

Bilan consolidé

au 31 mars 1987

Actif

	1987	1986 (redressé) (note 2)
Immobilisations		
Terrains, bâtiments, outillage et matériel, au prix coûtant, moins l'amortissement cumulé et la construction en cours (note 3)	2 378 025 436 $	2 352 678 398 $
Actif à court terme		
Liquidités et placements à court terme	24 079 920	17 868 928
Débiteurs	111 271 448	117 931 311
Matériel, fournitures et combustibles	72 963 969	67 069 700
Charges payées d'avance	2 833 799	2 588 358
	211 149 136	205 458 297
Charges reportées		
Différences de change latentes, moins les montants amortis (note 4)	154 171 578	217 318 551
Déclassement de la centrale nucléaire	55 675 272	57 816 636
Escompte et frais d'émission de débentures et de billets, moins les montants amortis	20 282 122	19 595 802
Compte de stabilisation des ventes d'économie	–	1 911 650
Autres charges reportées	2 870 949	1 325 852
	233 009 921	297 968 491
Fonds détenus à des fins déterminées		
Fonds d'assurance (note 5)	7 527 823	7 648 108
	2 829 712 316 $	2 863 753 294 $

Au nom de La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick

Leslie I. Hull, Président

Louis E. Landry, Vice-président

Bilan consolidé

au 31 mars 1987

Passif

	1987	1986 (redressé) (note 2)
Dette à long terme (note 6)		
Garantis par la province du Nouveau-Brunswick		
Débentures et billets émis par la Commission	1 728 689 431 $	1 837 491 444 $
Billet à payer à l'Énergie Atomique du Canada, Limitée	337 724 486	342 200 680
Emprunts à la Commission d'énergie du Nord canadien	41 877 604	43 708 603
Autre dette à long terme	11 674 792	7 043 701
Obligations en vertu du contrat de location-acquisition	28 997 820	–
	2 148 964 133	2 230 444 428
Moins tranche échéant à moins d'un an	60 509 348	67 812 443
	2 088 454 785	2 162 631 985
Passif à court terme		
Dette à court terme (note 7)	6 468 959	23 051 923
Créditeurs et frais courus	64 342 897	56 678 269
Intérêts courus	104 908 528	103 153 235
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	60 509 348	67 812 443
Retenues sur les contrats en cours	2 382 151	3 414 675
Dépôts de garantie	1 315 798	1 242 419
	239 927 681	255 352 964
Passif reporté		
Compte de stabilisation des ventes d'économie (note 8)	267 780	–
Gestion des déchets de combustible irradié et déclassement de la centrale nucléaire (note 9)	97 349 090	87 503 826
	97 616 870	87 503 826
Participation minoritaire dans une filiale	9 025	–
Réserves (note 10)	270 035 974	236 900 974
Bénéfices conservés dans l'entreprise	133 667 981	121 363 545
	2 829 712 316 $	2 863 753 294 $

État consolidé des résultats

de l'exercice terminé le 31 mars 1987

		1987		1986
Produits				
Ventes d'électricité				
À l'intérieur de la province	542 030 089 $		508 733 601 $	
À l'extérieur de la province (note 11)	268 502 369		369 514 427	
Ventes de vapeur	4 796 952		8 054 182	
Autres	9 900 726		8 047 473	
		825 230 136 $		894 349 683 $
Charges				
Achats d'électricité	120 424 919		193 264 439	
Production d'électricité				
Combustibles	130 511 569		155 980 954	
Autres charges	93 270 976		85 850 334	
Frais d'exploitation, d'entretien, d'administration et frais généraux	91 091 269		90 787 070	
Amortissement	81 250 152		75 629 440	
		516 548 885		601 512 237
Bénéfice avant les intérêts et le change		308 681 251		292 837 446
Intérêts et change	267 492 690		270 206 778	
Amortissement de l'escompte et des frais d'émission de débentures	2 946 638		2 722 535	
Amortissement des différences de change latentes	34 160 483		30 466 774	
	304 599 811		303 396 087	
Déduire				
Produit des fonds d'amortissement et des autres placements (note 6)	41 390 513		33 394 841	
Intérêts capitalisés	2 569 354		2 666 599	
	43 959 867		36 061 440	
		260 639 944		267 334 647
Bénéfice net d'exploitation de l'exercice avant les postes suivants		48 041 307		25 502 799
Redressement pour la normalisation de la production	16 135 000		9 691 000	
Virement au (du) compte de stabilisation des ventes d'économie (note 8)	2 179 430		(8 116 195)	
		18 314 430		1 574 805
Bénéfice net de l'exercice avant les postes suivants		29 726 877		23 927 994
Achalandage imputé à l'exercice (note 12)	580 692		–	
Moins part des actionnaires minoritaires dans les pertes nettes de la filiale	158 251		–	
		422 441		–
Bénéfice net de l'exercice		29 304 436 $		23 927 994 $

État consolidé des bénéfices conservés dans l'entreprise

de l'exercice terminé le 31 mars 1987

	1987	1986 (redressé) (note 2)
Solde au début de l'exercice	121 363 545 $	94 570 807 $
Redressement au titre du changement de convention comptable	—	12 864 744
Bénéfice net de l'exercice	29 304 436	23 927 994
	150 667 981	131 363 545
Affectation à la réserve pour la normalisation de la production	17 000 000	10 000 000
Solde à la fin de l'exercice	133 667 981 $	121 363 545 $

État consolidé de l'évolution de la situation financière

de l'exercice terminé le 31 mars 1987

	1987	1986
Activités d'exploitation		
Bénéfice net de l'exercice	29 304 436 $	23 927 994 $
Montants imputés à l'exploitation ou portés à son crédit mais n'entraînant pas de sortie de fonds au cours de l'exercice	149 892 941	122 817 159
Liquidités tirées des activités d'exploitation	179 197 377	146 745 153
Activités de financement		
Remboursement de la dette et paiements au fonds d'amortissement	(95 467 654)	(162 389 362)
Prise en charge des dettes de la filiale acquise (note 12)	40 496 061	—
Nouvelles obligations relatives à la dette à long terme	2 631 102	73 666 297
Liquidités provenant des (affectées aux) activités de financement	(52 340 491)	(88 723 065)
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	(114 002 697)	(60 522 292)
Augmentation des charges reportées	(755 010)	(917 925)
Placement dans les éléments d'actif de la filiale (note 12)	(41 504 592)	—
Montants financés par les contributions des abonnés, les subventions gouvernementales et le produit de l'aliénation d'immobilisations	40 617 329	3 852 668
Liquidités provenant des (affectées aux) activités d'investissement	(115 644 970)	(57 587 549)
Évolution nette des soldes du fonds de roulement hors caisse	11 582 040	995 937
Augmentation nette des liquidités au cours de l'exercice	22 793 956	1 430 476
Situation de trésorerie au début de l'exercice	(5 182 995)	(6 613 471)
Situation de trésorerie à la fin de l'exercice	17 610 961 $	(5 182 995)$
Représentée par		
Liquidités et placements à court terme	24 079 920 $	17 868 928 $
Dette à court terme	(6 468 959)	(23 051 923)
	17 610 961 $	(5 182 995)$

Notes complémentaires

le 31 mars 1987

1. Sommaire des principales conventions comptables

Les présents états financiers ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus au Canada et tiennent compte du mandat de la Commission de fixer les tarifs de l'électricité. Les états financiers comprennent les comptes de la Commission et, à la suite de l'acquisition en date du 3 avril 1986, ceux de sa filiale détenue à 90 %, N.B. Coal Limited.

a) Immobilisations — acquisitions et aliénations

Le prix coûtant des nouvelles immobilisations comprend le coût d'origine des services contractés, de la main-d'oeuvre directe et du matériel, les intérêts sur les fonds utilisés durant la construction et les frais indirects d'administration et autres frais, moins les crédits pour l'électricité produite pendant la période de mise en service. Les frais d'administration et autres frais sont capitalisés durant la construction en affectant une partie des frais généraux de cette nature aux coûts directs de construction engagés chaque mois.

Les intérêts courus durant la construction sont capitalisés mensuellement d'après le coût des emprunts à long terme.

Les contributions aux frais de construction, qui incluent des montants reçus des abonnés de même que les subventions gouvernementales pour les nouvelles installations, sont portées en diminution du coût des installations financées. Les montants reçus des abonnés sont amortis sur la durée d'utilisation prévue des biens en question et le crédit qui en résulte est porté en diminution de la provision pour amortissement correspondante.

La Commission calcule l'amortissement de tous les biens à des taux permettant d'amortir leur prix coûtant, déduction faite de la valeur de récupération prévue, le cas échéant, sur leur durée d'utilisation prévue. La centrale nucléaire est amortie suivant une méthode d'indexation des prix qui tient compte d'une augmentation annuelle de 3 %. L'amortissement du matériel minier est calculé en vertu d'un contrat de location-acquisition d'après la méthode de l'amortissement croissant, le montant amorti étant égal au remboursement du capital requis en vertu de l'obligation découlant du contrat, de sorte que l'amortissement annuel et les intérêts imputés aux résultats représentent des montants équivalant aux versements annuels effectués sur la durée du contrat de location. Toutes les autres immobilisations sont amorties suivant la méthode de l'amortissement linéaire. L'amortissement est calculé sur le prix coûtant net des immobilisations qui ont fait l'objet de subventions gouvernementales. La durée d'utilisation prévue des principales catégories d'immobilisations est révisée périodiquement et s'établit comme suit:

Biens	*Années*
Centrales hydro-électriques	68
Centrales thermiques	30
Centrale nucléaire	30
Centrale de production par turbine à gaz	25
Centrale diesel	20
Postes de transport et de distribution	30
Réseau de transport	40
Réseau de distribution	28
Bâtiments	
— généraux	40
— siège social	50
Matériel minier	20

b) Stocks

Les stocks de matériel et de fournitures sont évalués au prix coûtant moyen. Les stocks de pétrole et de combustible nucléaire sont évalués au prix coûtant selon la méthode de l'épuisement successif. Les stocks de charbon sont évalués au coût moyen, qui englobe le coût de la main-d'oeuvre directe et les frais généraux, ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux.

c) Escomptes, primes et frais d'émission de débentures et de billets

La Commission amortit les escomptes ou les primes sur débentures et billets ainsi que les frais d'émission sur la durée de chacune des émissions.

d) Autres charges reportées

Les frais d'arpentage et d'ingénierie relatifs aux projets de construction à l'étude sont reportés jusqu'à ce que la Commission autorise la construction. Ces frais et des frais de mise en marche et les frais nets de mise en valeur reliés à l'exploitation minière, ainsi que certains frais de formation sont alors amortis sur les revenus futurs, soit directement, soit par une dotation annuelle à l'amortissement à la suite de la capitalisation de certains éléments. Les frais des études géologiques importantes entreprises pour découvrir les gisements de charbon et en déterminer la qualité sont reportés et amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur cinq ans, à compter de l'année suivant celle au cours de laquelle les frais d'exploration ont été engagés.

e) Opérations conclues en monnaie étrangère
Les éléments d'actif et de passif à valeur vénale fixe libellés en monnaie étrangère sont convertis en dollars CA aux taux de change en vigueur à la date du bilan, sauf lorsqu'ils ont fait l'objet d'une opération de couverture par le biais de l'acquisition d'un contrat de change à terme, auquel cas le taux fixé en vertu du contrat est utilisé pour la conversion. Les gains ou les pertes non matérialisés résultant de la conversion de postes à long terme sont amortis suivant la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de vie restante des éléments d'actif et de passif à valeur vénale fixe correspondants, à l'exception des montants reliés au financement d'importants projets de construction en cours qui sont reportés jusqu'à l'achèvement des travaux et qui sont amortis sur la durée de vie restante des éléments de passif à valeur vénale fixe correspondants. Le solde non amorti des gains ou des pertes de change reportés est accumulé dans un compte de différences de change latentes qui figure au bilan sous la rubrique Charges reportées.

Les gains ou les pertes de change provenant d'opérations qui influent sur l'exploitation courante sont portés aux résultats au moment où ils surviennent.

f) Produits
Les abonnés des services résidentiel et général sont facturés mensuellement à différentes dates selon un système de facturation cyclique. Tous les autres abonnés sont facturés à la fin du mois. Les produits afférents à des éléments non facturés à la fin de toute période financière sont estimés et inscrits aux comptes.

g) Charges ou produits reportés
La Commission fixe annuellement ses tarifs afin de recouvrer ses charges d'exploitation et un taux de rendement de son capital investi, conformément aux principes d'une gestion financière prudente. Chaque année, certains facteurs reliés aux conditions hydrauliques, au rendement de la centrale nucléaire et aux ventes d'économie, sur lesquels la Commission n'a bien souvent aucun contrôle, entraînent des charges ou des produits qui sont différents de ceux dont on a tenu compte à l'origine pour calculer les revenus nécessaires. La Commission comptabilise ces écarts imprévisibles par le biais d'un redressement pour la normalisation de la production et d'un compte de stabilisation des ventes d'économie.

Redressement pour la normalisation de la production
Dans le but de normaliser les coûts de production variant dans la mesure où les conditions hydrauliques et le rendement de la centrale nucléaire s'écartent de la moyenne, la Commission débite ou crédite annuellement les résultats d'un montant devant équilibrer les coûts de production en fonction d'un niveau moyen. Le débit ou crédit compensateur est imputé à la réserve pour la normalisation de la production. Le calcul de ce montant se fonde sur les données relatives aux débits d'eau réunies depuis 35 ans ainsi que sur le rendement de la centrale nucléaire prévu à partir de statistiques relatives à des centrales comparables et du dossier d'exploitation du groupe nucléaire.

Compte de stabilisation des ventes d'économie
Chaque année, la Commission débite ou crédite les résultats de l'écart entre les bénéfices prévus et réels découlant des ventes d'économie aux services publics avoisinants. Le débit ou crédit compensateur est porté au compte de stabilisation des ventes d'économie. Les montants ainsi reportés sont ajoutés au calcul des revenus nécessaires en versements égaux sur une période de trois ans et sont amortis de cette façon dans l'état des résultats.

h) Gestion des déchets de combustible irradié et déclassement de la centrale nucléaire
Afin de pourvoir aux coûts futurs afférents à l'évacuation définitive des déchets de combustible nucléaire irradié et au déclassement de la centrale nucléaire et que l'emplacement ne soit, par conséquent, plus assujetti à un usage restreint, la Commission porte annuellement aux résultats des montants qui, majorés des intérêts, couvriront les coûts de ces activités futures au fur et à mesure qu'ils sont engagés. Les coûts estimatifs futurs sont établis d'après une étude détaillée qui tient compte de diverses hypothèses sur le moyen et l'échéancier à adopter pour le démantèlement de la centrale nucléaire, le coût du transport des matières radioactives vers des installations d'évacuation permanentes et la fluctuation prévue des taux d'intérêt et d'inflation. Relativement au combustible nucléaire irradié, la charge annuelle est fonction de la quantité de combustible nucléaire consommé, tandis que le coût du déclassement de la centrale nucléaire est établi d'après des charges annuelles égales réparties sur la durée d'utilisation de la centrale.

La Commission inscrit ces opérations dans des comptes de charges et de passif reportés. Le montant total qui sera recouvré pendant la durée d'utilisation de la centrale à l'égard du déclassement a été comptabilisé à partir de la date d'entrée en service de la centrale nucléaire. Le montant recouvré des abonnés se rapportant au déclassement est déduit chaque année du compte de charges reportées. Quant aux charges liées à l'évacuation des déchets de combustible irradié consommé pendant l'année et perçues des abonnés et aux intérêts composés annuellement sur les sommes perçues des abonnés et cumulées, elles sont ajoutées au compte de passif reporté. Les intérêts sont calculés d'après le taux d'emprunt à long terme accordé à la Commission et sont imputés chaque année aux résultats.

Étant donné les progrès technologiques potentiels en matière de déclassement des centrales nucléaires et de gestion des déchets de combustible irradié, et en raison des diverses hypothèses et estimations inhérentes aux calculs, la Commission met périodiquement ses calculs à jour et effectue les redressements nécessaires de façon prospective.

i) Régime de retraite

Les employés de la Commission souscrivent au Régime de pension de retraite dans les services publics de la province du Nouveau-Brunswick. Ce régime interentreprises offre des pensions établies d'après le nombre d'années de service et les gains moyens de fin de carrière. La Commission et ses employés versent des cotisations au régime comme le stipule la Loi sur la pension de retraite dans les services publics et la portion des cotisations payée par la Commission est imputée aux résultats.

La filiale de la Commission, N.B. Coal Limited, maintient un régime de retraite par lequel ses employés versent un pourcentage de leurs gains et la société paie tous les autres coûts. Les prestations de retraite sont basées sur les cotisations des employés au régime. La dernière révision actuarielle, effectuée en janvier 1986, a indiqué que toutes les prestations acquises ont été provisionnées. Les frais du régime de retraite reliés aux services courants sont imputés aux résultats et provisionnés dans la période au cours de laquelle le service est rendu. Les prestations spéciales de retraite anticipée et les allocations de départ sont imputées aux résultats et provisionnées lorsqu'elles sont versées.

2. États financiers correspondants

Produits de la facturation cyclique

Au cours de l'exercice, la Commission a perfectionné la méthode adoptée au cours de l'exercice précédent pour estimer les produits non facturés à la fin de chaque exercice. Il en a résulté un redressement causé par le changement de convention comptable dans l'état des bénéfices conservés dans l'entreprise au 31 mars 1986, qui s'élève à 12 864 744 $, et un ajustement correspondant des débiteurs dans le bilan. Aucun ajustement n'a été nécessaire dans l'état des résultats de l'exercice terminé le 31 mars 1986.

3. Immobilisations

	1987	1986
Terrains, bâtiments, outillage et matériel, au prix coûtant		
Centrales électriques	2 224 664 146 $	2 206 165 921 $
Réseau de transport	163 382 523	159 023 888
Postes de distribution	205 761 100	195 784 856
Réseau de distribution	321 134 000	290 079 737
Autres propriétés	28 296 292	28 198 042
Matériel de communication	6 698 060	6 635 350
Matériel minier et éléments d'actif correspondants	49 763 766 *	—
Véhicules et matériel divers	35 385 216	28 289 808
	3 035 085 103	2 914 177 602
Moins		
Contributions pour aide à la construction	14 656 376	13 113 290
Subventions gouvernementales	57 993 313	22 500 000
	72 649 689	35 613 290
	2 962 435 414	2 878 564 312
Moins l'amortissement cumulé	642 875 907	550 568 272
	2 319 559 507	2 327 996 040
Construction en cours	58 465 929	24 682 358
	2 378 025 436 $	2 352 678 398 $

* *Comprend 34 792 241 $, montant brut des immobilisations en vertu du contrat de location-acquisition. L'amortissement cumulé comprend 7 428 858 $ à l'égard de ces immobilisations.*

4. Différences de change latentes, moins les montants amortis

	1987	1986
Différence de change à la date du bilan relative aux débentures et aux billets émis par la Commission		
Remboursable en francs suisses	89 216 640 $	55 859 443 $
Remboursable en dollars US	183 521 963	284 343 362
Prime de change sur les éléments d'actif libellés en monnaie étrangère détenus dans des fonds d'amortissement maintenus par la province du Nouveau-Brunswick	(13 128 152)	(26 853 500)
Prime de change sur les éléments d'actif détenus dans le fonds d'assurance	(27 823)	(148 108)
	259 582 628	293 201 197
Moins l'amortissement cumulé	105 411 050	75 882 646
	154 171 578 $	217 318 551 $

5. Événement postérieur au bilan

Le 3 avril 1987, la Commission a liquidé son fonds d'assurance et a viré le solde de sa réserve d'assurances aux bénéfices conservés dans l'entreprise. La Commission est d'avis qu'il n'est plus nécessaire de constituer une réserve pour ce genre de pertes, étant donné l'importance du service. Le gain à la vente des titres du fonds s'est chiffré à 390 458 $.

6. Dette à long terme

Débentures et billets émis par la Commission

Échéance			*Taux d'intérêt*	1987	1986
Remboursables en dollars CA					
1987	15	mars	5½	— $	2 650 000 $
1988	1er	novembre	5½	2 000 000	2 000 000
1989	15	octobre	8½	228 000	228 000
1990	10	janvier	11¼	50 000 000	50,000,000
1990	15	mai	13¾	73 117 000	73 117 000
1990	1er	août	9	293 000	293 000
1991	1er	juillet	5¾	5 000 000	5 000 000
1992	15	mars	5½	7 350 000	7 350 000
1993	8	février	11¾	100 000 000	100 000 000
1993	1er	novembre	5½	6 000 000	6 000 000
1994	15	juin	5½	10 000 000	10 000 000
1994	31	décembre	5½	3 790 000	3 790 000
1995	1er	mai	6¼	15 000 000	15 000 000
1995	15	mai	10⅜	20 000 000	20 000 000
1995	15	octobre	5¾	7 500 000	7 500 000
1996	1er	janvier	6	13 800 000	13 800 000
1996	1er	mars	6	4 000 000	4 000 000
1996	1er	octobre	6½	6 100 000	6 100 000
1996	15	novembre	7⅞	20 000 000	20 000 000
1997	15	octobre	8⅜	20 000 000	20 000 000
1998	15	novembre	8½	25 000 000	25 000 000
1999	1er	octobre	11	24 674 000	24 674 000
1999	31	décembre	5½	8 210 000	8 210 000
2000	1er	mars	10	50 000 000	50 000 000
2000	25	août	11⅞	35 000 000	35 000 000
2003	21	décembre	10¼	75 000 000	75 000 000
2004	1er	novembre	13¼	100 000 000	100 000 000
2005	10	janvier	11¼	50 000 000	50 000 000
2005	1er	mai	12½	75 000 000	75 000 000
				807 062 000	809 712 000
Remboursables en francs suisses					
*1991	26	septembre	(80 000 000 FS) 5	33 111 200	29 761 600
1992	30	août	(73 770 000 FS) 5¼	33 203 877	33 203 877
1993	30	mars	(75 000 000 FS) 3¾	42 834 750	45 690 400
Dollars CA à la date d'émission				109 149 827	108 655 877
Différence de change à la date du bilan				89 216 640	55 859 443
				198 366 467	164 515 320

*Refinancement de 76 000 000 FS, à l'origine échéant le 28 septembre 1991 et portant intérêt à 6 %.

Échéance			*Taux d'intérêt*	1987		1986	
Remboursables en dollars US							
1986	1er	novembre	5¼	–	$US	443 000	$US
1987	1er	septembre	5¼	624 000		1 216 000	
1988	1er	octobre	17	60 000 000		60 000 000	
1989	1er	mars	16¼	75 000 000		75 000 000	
1990	15	avril	5	5 705 000		6 522 000	
1991	1er	mai	5½	7 148 000		7 890 000	
1991	1er	mai	15	100 000 000		100 000 000	
1991	15	novembre	6	17 500 000		17 500 000	
1992	15	octobre	6½	15 000 000		15 000 000	
1993	15	février	6⅜	15 000 000		15 000 000	
1994	1er	février	7¾	10 000 000		10 000 000	
*1994	10	juin	7¾	55 000 000		52 900 000	
1995	1er	octobre	10½	75 000 000		75 000 000	
1997	15	février	9	68 750 000		75 000 000	
1998	1er	avril	7⅛	32 400 000		33 975 000	
2001	1er	mai	9⅜	100 000 000		100 000 000	
2004	1er	avril	8¾	50 000 000		50 000 000	
2005	15	janvier	10	75 000 000		75 000 000	
2007	1er	août	8¾	75 000 000		75 000 000	
Dollars US				837 127 000		845 446 000	
Prime de change à la date d'émission				71 942 342	$CA	71 552 334	$CA
Différence de change à la date du bilan				183 521 963		264 343 362	
				1 092 591 305		1 181 341 696	
				2 098 019 772		2 155 569 016	
Moins l'actif du fonds d'amortissement détenu en fiducie par la province du Nouveau-Brunswick							
Valeur comptable				356 202 189		291 224 072	
Prime de change sur les éléments d'actif libellés en monnaie étrangère				13 128 152		26 853 500	
				369 330 341		318 077 572	
				1 728 689 431 $		1 837 491 444 $	

** Refinancement de 52 900 000 $US, à l'origine échéant le 1er mars 1994 et portant intérêt à 9 ¾ %.*

	1987	1986
L'Énergie Atomique du Canada, Limitée		
Billet à 9,7064 % l'an, remboursable en versements annuels égaux comprenant le capital et les intérêts jusqu'en 2008	337 724 486 $	342 200 680 $
Commission d'énergie du Nord canadien		
Emprunts remboursables en versements annuels comprenant le capital et les intérêts à des taux variant entre 4 ½ % et 8 ½ % l'an jusqu'en 2011	41 877 604 $	43 708 603 $
Autre dette à long terme		
Cité de Campbellton – relativement à l'achat du réseau de distribution; remboursable, à 9 ¼ % l'an, en versements annuels égaux comprenant le capital et les intérêts jusqu'en 1993	756 632 $	848 131 $
Gouvernement du Canada – relativement à la construction de la ligne de transport de Coleson Cove à Salisbury; remboursable, à des taux variant entre 9 ¼ % et 9 ⅝ % l'an, en versements annuels égaux comprenant le capital et les intérêts jusqu'en 2011	6 126 160	6 195 570
Emprunts à terme de la filiale, remboursables sur demande, à un taux d'intérêt se rapprochant du taux préférentiel bancaire, selon des dispositions de remboursement à terme jusqu'en 1992	4 792 000	–
	11 674 792 $	7 043 701 $

Obligations en vertu d'un contrat de location-acquisition

Les obligations en vertu d'un contrat de location-acquisition de matériel minier comprennent les éléments suivants:

Scotia Leasing Limited, remboursables ainsi que les intérêts à 7,35 % l'an en versements semestriels égaux jusqu'en 1989	28 290 570 $	– $
Autres	707 250	–
	28 997 820 $	– $

Les paiements minimaux exigibles pour les exercices suivants devraient s'élever à ce qui suit:	
1988	3 906 566 $
1989	3 906 566
1990	3 803 566
1991	3 481 621
1992	3 375 621
1993-1999	27 724 614
Total des paiements minimaux exigibles	46 198 554
Moins le montant correspondant aux intérêts implicites	17 200 734
	28 997 820 $

Remboursement de la dette à long terme
Les versements (déduction faite des fonds d'amortissement qui, d'après les prévisions, seront disponibles à l'échéance, y compris les revenus réels au 31 mars 1987 et les revenus futurs calculés à 8 %) et les exigences relatives au fonds d'amortissement à l'égard de la dette impayée au 31 mars 1987 sont les suivants pour les cinq exercices se terminant le 31 mars 1992 et tiennent compte des taux de change en vigueur au 31 mars 1987 dans le cas d'une dette libellée en monnaie étrangère:

Exercice se terminant le 31 mars 1988	60 509 000 $
Exercice se terminant le 31 mars 1989	235 205 000
Exercice se terminant le 31 mars 1990	105 279 000
Exercice se terminant le 31 mars 1991	136 010 000
Exercice se terminant le 31 mars 1992	192 278 000

Fonds d'amortissement
Le ministre des Finances de la province du Nouveau-Brunswick maintient, à titre de fiduciaire de la Commission, un fonds d'amortissement pour toutes les émissions de débentures exigeant un tel fonds. Les revenus des fonds d'amortissement sont portés à l'état des résultats de la Commission. Les débentures de la Commission retenues dans le fonds ne sont pas annulées avant leur échéance.

Avant le présent exercice, le fiduciaire imputait aux résultats les intérêts courus sur les placements étrangers détenus à la fin de l'exercice, sans tenir compte de la différence de change. Au 31 mars 1987, le gain de change sur les intérêts courus a haussé de 1 579 802 $ le bénéfice de la Commission.

7. Dette à court terme

Les emprunts bancaires à court terme sont remboursables sur demande et figurent au bilan, avec les chèques impayés, sous la rubrique Dette à court terme. La Commission dispose de marges de crédit bancaires, garanties par la province du Nouveau-Brunswick, pour des emprunts à court terme totalisant 130 000 000 $. La Commission emprunte également, à l'occasion et à des fins temporaires, des fonds de sources différentes, y compris de la province du Nouveau-Brunswick.

N. B. Coal Limited a des marges de crédit bancaires qui, de concert avec les emprunts à terme remboursables sur demande mentionnés à la note 6, sont garanties par une cession générale des créances, une cession des stocks en vertu de l'article 178 de la Loi sur les banques ainsi que par une hypothèque mobilière sur certains éléments d'actif.

Le total des emprunts à court terme s'établissait à 1 123 937 $ au 31 mars 1987 (662 174 $ en 1986).

8. Compte de stabilisation des ventes d'économie

	1987	1986
Solde au début de l'exercice	(1 911 650) $	6 204 545 $
Excédent (déficit) des bénéfices prévus sur les bénéfices réels découlant des ventes d'économie de l'exercice	4 044 015	(2 529 458)
Montant amorti	(1 864 585)	(5 586 737)
	2 179 430	(8 116 195)
Solde à la fin de l'exercice	267 780 $	(1 911 650)$

9. Gestion des déchets de combustible irradié et déclassement de la centrale nucléaire

	1987	1986
Solde au début de l'exercice	87 503 826 $	86 996 886 $
Redressement du passif reporté au titre des charges de déclassement	–	(8 142 000)
Montants recouvrés des abonnés pour couvrir les frais de gestion des déchets de combustible nucléaire consommé au cours de l'exercice	6 200 312	5 717 707
Intérêts	3 644 952	2 931 233
Solde à la fin de l'exercice	97 349 090 $	87 503 826 $

Les charges et les intérêts liés à la gestion des déchets de combustible irradié et au déclassement de la centrale nucléaire sont inclus dans le calcul des exigences en matière de produits chaque année et imputés aux abonnés de la province et aux clients interconnectés par le biais des ventes d'électricité. Le montant total recouvré de cette manière correspond à la différence entre le compte de passif et le compte de charges reportées pour le déclassement de la centrale nucléaire. Ce montant sert actuellement de source de fonds à la Commission.

	1987	1986
Compte de passif reporté pour la gestion des déchets de combustible irradié et le déclassement de la centrale nucléaire	97 349 090 $	87 503 826 $
Moins le compte de charges reportées pour le déclassement de la centrale nucléaire	55 675 272	57 816 636
Montant cumulé recouvré des abonnés	41 673 818 $	29 687 190 $

10. Réserves

	1987	1986
Normalisation de la production	262 535 974 $	229 400 974 $
Assurances	7 500 000	7 500 000
	270 035 974 $	236 900 974 $

Réserve pour la normalisation de la production
Outre le redressement annuel des coûts de production (décrit à la note 1g), la Commission augmente la réserve, ainsi qu'elle le juge utile, par des virements à même les bénéfices conservés dans l'entreprise. Le montant total des virements à la réserve s'élevait à 152 000 000 $ au 31 mars 1987 (135 000 000 $ en 1986). Ces virements sont effectués afin d'avoir la certitude que la réserve sera constituée d'un montant suffisamment élevé pour couvrir le coût de l'électricité de remplacement au cas où le débit d'eau et le rendement de la centrale nucléaire seraient touchés par des conditions défavorables pendant une période prolongée.

Réserve pour assurances (voir note 5)
Cette réserve constituée par des virements à même les bénéfices conservés dans l'entreprise servait de fonds d'auto-assurance destiné à compléter la protection obtenue des compagnies d'assurance.

11. Ventes d'électricité

Les ventes d'électricité à l'extérieur de la province comprennent des ventes de 242 251 795 $ (316 669 779 $ en 1986) à des entreprises de services publics aux États-Unis.

Le montant de ces ventes comprend des coûts marginaux de combustibles et d'exploitation plus une marge de bénéfice net pour la Commission.

12. Acquisition d'une filiale

Le 3 avril 1986, la Commission a acquis 90 % des actions ordinaires de N.B. Coal Limited, société contrôlée antérieurement par la Couronne pour le compte de la province. En vertu d'un contrat d'approvisionnement de charbon conclu antérieurement entre la Commission et N.B. Coal, la Commission a droit à la production totale de N.B. Coal au prix coûtant. N.B. Coal a été achetée au coût de 1 $ et l'acquisition se résume de la manière suivante:

Éléments d'actif acquis	
Immobilisations	33 114 626 $
Actif à court terme	6 109 822
Charges reportées	1 699 452
Achalandage	580 692
	41 504 592
Éléments de passif pris en charge	
Dette à long terme	6 163 450
Obligations en vertu d'un contrat de location-acquisition	30 656 623
Passif à court terme, à l'exclusion de la dette bancaire	3 508 712
Part des actionnaires minoritaires	167 276
	40 496 061
Dette bancaire prise en charge	1 008 531 $

L'achalandage vient du fait que le montant total des éléments de passif pris en charge dépasse celui des éléments d'actif acquis. La Commission a imputé aux résultats le montant total de l'achalandage à la date d'acquisition.

Rapport des vérificateurs

Touche Ross

Monsieur Richard B. Hatfield
Premier ministre de la province du Nouveau-Brunswick
Fredericton (Nouveau-Brunswick)

Monsieur,

Nous avons vérifié le bilan consolidé de La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick au 31 mars 1987 ainsi que les états consolidés des résultats, des bénéfices conservés dans l'entreprise et de l'évolution de la situation financière de l'exercice terminé à cette date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

À notre avis, ces états financiers consolidés présentent fidèlement la situation financière de la Commission au 31 mars 1987 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Touche Ross

Comptables agréés

Fredericton (N.-B.)
le 29 juin 1987

Touche Ross & Cie.
Comptables agréés
860, Place Carleton
520, rue King
Fredericton
(Nouveau-Brunswick)
E3B 6G3
Téléphone: 506 458-8105

Bilan de la production et des ventes pour l'année financière terminée le 31 mars 1987

	1987 kilowattheures	1986 kilowattheures	Différence en kilowattheures	
Production				
Hydraulique	**2 756 020 200**	2 333 204 400	422 815 800	18,1%
Thermique	**3 862 215 000***	3 088 330 000*	773 885 000	25,1%
Nucléaire	**5 625 467 000**	5 764 937 000	– 139 470 000	– 2,4%
Diesel	**31 100**	75 800	– 44 700	– 59,0%
Achats	**6 659 879 000**	7 051 931 400	– 392 052 400	– 5,6%
Production brute et achats	**18 903 612 300**	18 238 478 600	665 133 700	3,7%
Consommation des centrales	**776 920 000**	755 276 400	21 643 600	2,9%
Production nette et achats	**18 126 692 300**	17 483 202 200	643 490 100	3,7%
Pertes – Transformation et transport	**625 254 492**	615 022 548	10 231 944	1,7%
Pertes – % de la production nette et achats	**3,5%**	3,5%		
Total de l'énergie distribuée	**17 501 437 808**	16 868 179 652	633 258 156	3,8%

** (Portion de Dalhousie N°2 appartenant à l'I.-P.-É. non comprise)*

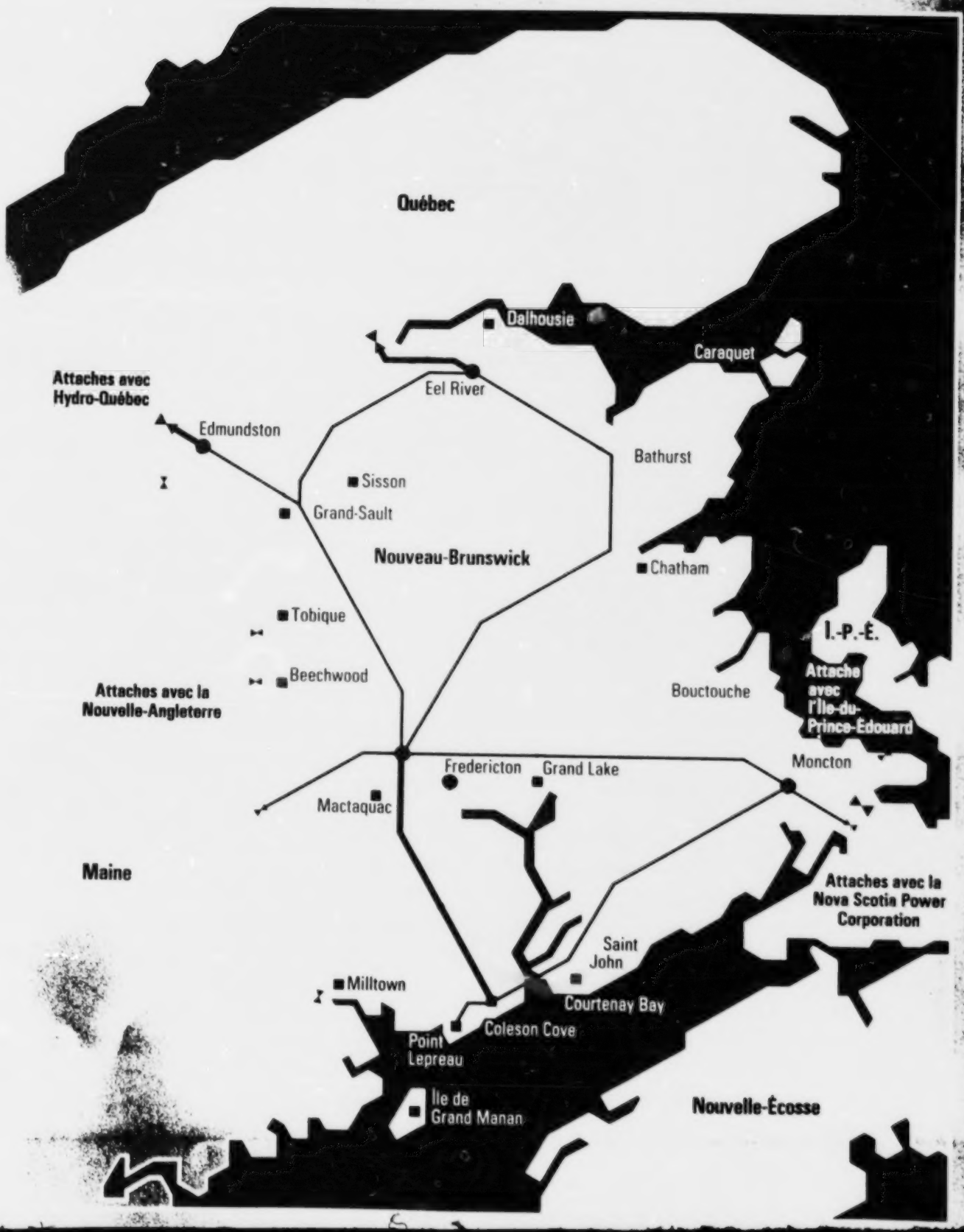
Ventes				
Ventes en gros	**876 888 309**	846 350 345	30 537 964	3,6%
Usage industriel	**4 666 341 126**	4 087 941 171	578 399 955	14,2%
Usage général	**1 443 659 482**	1 351 851 226	91 808 256	6,8%
Usage domestique	**3 256 193 095**	2 981 291 891	274 901 204	9,2%
Consomm. annuelle moyenne par abonnement domestique	**14 201**	13 334		
Éclairage public	**57 950 901**	56 197 865	1 753 036	3,1%
Total des ventes intra-provinciales	**10 301 032 913**	9 323 632 498	977 400 415	10,5%
Ventes d'interconnexions	**6 917 621 000**	7 230 525 000	– 312 904 000	– 4,3%
Total général des ventes	**17 218 653 913**	16 554 157 498	664 496 415	4,0%
Auto-consommation – centrales et autres installations	**777 325 559**	755 696 026	21 629 533	2,9%
Pertes totales	**907 632 828**	928 625 076	– 20 992 248	– 2,3%
Production brute et achats	**18 903 612 300**	18 238 478 600	665 133 700	3,7%

Bilan et statistiques d'exploitation

	31 mars 1987	31 mars 1986	31 mars 1985	31 mars 1984	31 mars 1983
Puissance installée des centrales – kW	**3 189 976**	3 189 976	3 189 976	3 136 576	3 136 576
Production brute et achats – kW.h	**18 903 612 300**	18 238 478 600	16 767 216 300	16 299 213 045	12 161 686 535
Total de l'énergie distribuée – kW.h	**17 501 437 808**	16 868 179 652	15 373 362 256	14 878 818 986	10 995 271 349
Revenu global	**825 230 136 $**	894 349 683 $	834 207 263 $	768 678 286 $	545 636 447 $
Total des dépenses et des affectations	**812 925 700 $**	880 421 689 $	828 600 337 $	767 725 791 $	534 257 771 $
Immobilisations, y compris les projets en cours	**3 020 901 343 $**	2 903 246 670 $	2 857 840 021 $	2 774 479 060 $	2 705 614 539 $
Actif à court terme	**211 149 136 $**	205 458 297 $**	190 109 633 $	177 891 920 $	161 419 544 $
Passif à court terme	**239 927 681 $**	255 352 964 $	308 998 965 $	283 747 745 $	190 535 732 $
Stocks	**72 963 969 $**	67 069 700 $	78 457 920 $	64 455 755 $	68 584 572 $
Dette nette à long terme	**2 088 454 785 $**	2 162 631 985 $	2 127 953 404 $**	2 123 004 783 $**	2 224 434 080 $**
Actif du fonds d'amortissement	**369 330 342 $**	318 077 572 $	253 682 054 $**	191 820 714 $**	147 548 192 $**
Amortissement accumulé	**642 875 907 $**	550 568 272 $	484 942 575 $	415 100 166 $	346 407 214 $
Autres réserves et bénéfices conservés dans l'entreprise et participation minoritaire dans une filiale	**403 712 980 $**	358 264 519 $**	311 780 781 $	274 414 855 $	239 461 621 $
Réserves, bénéfices conservés dans l'entreprise, participation minoritaire dans une filiale et amortissement accumulé	**1 046 588 887 $**	908 832 791 $**	796 723 356 $	689 515 021 $	585 868 835 $
Total des réserves et des bénéfices conservés dans l'entreprise en pourcentage des immobilisations	**34,6%**	31,3%	27,9%	24,9%	21,7%
Kilomètres de lignes de transport	**6 168**	6 105	6 033	5 805	5 721
Kilomètres de circuits de distribution	**23 861**	23 494	23 255	22 986	22 236
Nombre d'abonnements domestiques	**229 293**	223 579	218 837	214 478	209 731
Nombre d'abonnements industriels	**1 574**	1 540	1 478	1 450	1 413
Nombre d'abonnements – usage général	**19 232**	18 756	18 283	17 804	17 506
Nombre d'abonnements – éclairage public	**2 387**	2 234	2 199	2 145	2 099
Nombre d'abonnements desservis directement	**252 486**	246 109	240 797	235 877	230 749
Nombre d'abonnements desservis indirectement	**38 436**	38 169	37 641	37 644	37 136
Nombre total d'abonnements	**290 922**	284 278	278 438	273 521	267 885

*** Montant redressé*

Carte du réseau



Données sur les centrales

	Nombre de tranches	Puissance installée en kW
Hydro-électriques		
Mactaquac	6	653 400
Beechwood	3	115 000
Grand-Sault	4	63 000
Tobique	2	20 000
Sisson	1	10 000
Milltown	7	3 900
Total	23	865 300
Nucléaire		
Point Lepreau	1	630 000
Total	1	630 000
Mazout/Charbon		
Coleson Cove (mazout)	3	1 005 000
Courtenay Bay (mazout)	4	263 365
Dalhousie (mazout/charbon)	2	280 000
Grand Lake 2 (charbon)	4	85 000
Chatham (charbon/mazout)	2	32 500
Total	15	1 665 865
Turbine à gaz		
Moncton	1	25 000
Total	1	25 000
Tranches Diesel		
Grand Manan	5	3 811
Total	5	3 811
Total général	45	3 189 976

Légende

Lignes de transport

345 kV

230 kV

138 kV